

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ХАРКІВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ»

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ

ПО ВИКОНАННЯ ЛАБОРАТОРНИХ РОБІТ З КУРСУ
"РОЗПОДІЛЬЧІ ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ"

для студентів очної та заочної форм навчання
спеціальності 141

Харків 2019

Методичні вказівки лабораторних робіт з курсу "Розподільчі електричні мережі" для студентів денної та заочної форми навчання спеціальності 141 / С.Ю. Шевченко, Г.В. Омеляненко, І.В. Барбашов, Д.О. Данильченко, С.І. Дривецький – Харків, НТУ «ХПІ», 2019. – 36 с.

Прокол №5 від 10.12.2019

Укладачі:

д.т.н. С.Ю. Шевченко

к.т.н. Г.В. Омеляненко

к.т.н. І.В. Барбашов

к.т.н. Д.О. Данильченко

к.т.н. С.І. Дривецький

Рецензент к.т.н. Довгалюк О.М.

Кафедра «Передача електричної енергії»

Лабораторна робота № 14

«ДОСЛІДЖЕННЯ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ»

Мета роботи

Вивчити вимоги, що пред'являються до трифазних джерел електричної енергії, з точки зору видачі ними споживачам необхідної якості електроенергії.

Пояснення до роботи

Якість електричної енергії характеризується показниками, що визначають ступінь відповідності напруги і частоти в мережі їх нормованим значенням.

В даний час діє ГОСТ 13109-87, який встановлює вимоги до якості електричної енергії в електричних мережах загального призначення змінного трифазного і однофазного струму частотою 50 Гц в точках, до яких приєднуються приймачі або споживачі електричної енергії.

Показниками якості електричної енергії є:

- відхилення напруги;
- розмах зміни напруги;
- коефіцієнт несинусоїдальності кривої напруги;
- коефіцієнт 1-й гармонійної складової;
- коефіцієнт зворотній послідовності напруги (несиметрія напруги);
- коефіцієнт нульової послідовності напруги;
- відхилення частоти.

Відхилення частоти однаково для всієї енергосистеми, так як значення частоти в даний момент визначається частотою обертання генераторів. У нормальних сталих режимах всі генератори мають синхронну частоту. Тому відхилення частоти - це загальносистемний показник якості електроенергії.

Напруга в різних точках мережі має різні значення, тому показники якості напруги локальні, тобто мають різні значення в різних точках електричної мережі.

У реальних режимах електричних мереж напруги завжди відрізняються від номінальних. Цю різницю характеризують: відхилення напруги, розмах зміни напруги або коливання напруги та ін.

Відхилення напруги V - це різниця між дійсним напругою U і його номінальним значенням для мережі $U_{\text{ном}}$:

$$V = U - U_{\text{ном}}.$$

У нормальних режимах $V\%$ для споживачів і електричної мережі з $U_{\text{ном}} \leq 1$ кВ становить:

$$V\% \leq \pm 5\%$$

а в післяаварійних - допустиме значення відхилення напруги збільшується в 2 рази. Відхилення напруги для електричної мережі з $U_{\text{ном}} \geq 35$ кВ не нормується, а визначається техніко-економічними показниками.

Розмах зміни напруги V_p - це різниця між амплітудними або діючими значеннями напруги до і після одиночної зміни напруги.

$$U_p = [U_i - U_{i+1}] \quad \text{або} \quad V_p = U_{max} - U_{min}$$

Норми на допустимі розмахи зміни напруги $V_p\%$ визначені тільки на входах освітлювальних установок:

$$V_p\% \leq 4\%$$

при швидкості зміни напруги не менше $1\% / \text{с}$.

Іноді розмах зміни напруги називають **коливанням напруги**. Для інших приймачів електроенергії коливання напруги не нормовано.

Коефіцієнт зворотної послідовності напруги K_{2U} - це показник якості, який визначає несиметрію напруги, %:

$$K_{2U} = \frac{U_{2(1)}}{U_{ном}} \cdot 100,$$

де $U_2 (1)$ - діюче значення напруги зворотної послідовності основної частоти трифазної системи напруг.

Допустиме значення $K_{2U} \leq 2\%$ в нормальних режимах і не більше 4% в післяаварійних.

Аналогічно визначається **коефіцієнт нульової послідовності напруг K_{0U}** трифазної чотирипровідної системи, %:

$$K_{0U} = \frac{U_{0(1)}}{U_{ном}} \cdot 100$$

де $U_0 (1)$ - діюче значення нульової послідовності основної частоти.

Допустимі значення $K_{0U} \leq 2\%$ в нормальних режимах і не більше 4% в післяаварійних. **Коефіцієнт несінусоїдальності кривої напруги**

$$K_{HCU} = \frac{\sqrt{\sum_{v=2}^N U_v^2}}{U_{ном}}$$

де U_v - діюче значення v -ї гармонійної складової напруги;

N - номер останньої обліковується гармонічної складової напруги.

При розрахунку K_{HCU} допускається не враховувати гармонійні складові порядку $n \geq 40$ або складові, значення яких менше $0,3\%$.

Для ліній електричної мережі в нормальному режимі допустиме значення $K_{HCU} \leq (5-3) \%$ при напрузі відповідно від 1 до 35 кВ.

Для ліній з $U \geq 110$ кВ коефіцієнт несінусоїдальності становить не більше 2% .

Для пославарійних режимів допускається збільшення коефіцієнта несііусоїдальності в 2 рази.

Коефіцієнт 1-й гармонійної складової напруги показує питому вагу 1-ї гармоніки в номінальній напрузі основної частоти.

$$K_i = \frac{U_i}{U_{ном}} \cdot 100$$

Цей коефіцієнт має допустиме значення від 6% до 2% для непарних гармонік і для парних - в 2 рази менше при зміні напруги від 1 кВ до 110 кВ відповідно.

Другий основний показник якості електроенергії - значення частоти, номінальне значення якої становить 50 Гц.

Порівняно повільна зміна частоти по відношенню до номінальної (зі швидкістю менше 0,1% / с) називається **відхиленням частоти**:

$$\Delta f = f - f_{ном}$$

Між фактичною і номінальною частотами допускається відхилення частоти в нормальних режимах:

$$\Delta f \% \leq \pm 0,4\% \quad \text{або} \quad \Delta f \leq \pm 0,2 \text{ Гц},$$

а тимчасова робота системи допускається з відхиленням $\pm 0,4$ Гц.

У післяаварійних режимах роботи енергосистеми допускається зменшення частоти на величину до - 1 Гц і збільшення не більше + 0,5 Гц з загальної тривалістю протягом року - 90 годин.

Для оцінки і нормування швидких змін частоти зі швидкістю більше 0,1% / с, використовуються поняттям **коливань частоти** яке представляє різницю між найбільшим і найменшим значеннями частоти:

$$\Delta f_K = f_{нб} - f_{нм},$$

Коливання частоти не повинні виходити за межі $\pm 0,4$ Гц. Тривале одностороннє відхилення частоти контролюється по відхиленню електричного часу під яким розуміють

$$t_{\epsilon} = \int_0^{t_a} \frac{f}{f_{ном}} dt_a$$

де a - астрономічний час, а відхилення електричного часу від астрономічного дорівнює:

$$\Delta t_{\text{э}} = t_{\text{э}} - t_{\text{а}} = \int_0^{t_{\text{а}}} \frac{\Delta f}{f_{\text{ном}}} dt_{\text{а}}$$

Допускається $\Delta t_{\text{э}} \leq \pm 2$ хв.

Низька якість електроенергії впливає на роботу мереж і електроустаткування і проявляється в збільшенні втрат потужності електроенергії, скорочення термінів служби устаткування, технологічному збиток і ін.

Для забезпечення необхідної якості електроенергії її показники регулюють.

Опис лабораторної установки

Лабораторна установка дозволяє досліджувати спотворення форми синусоїдальної напруги, виміряти в реальному масштабі часу частоту, оцінити кути зсуву фаз напруги 3-х фазної електричної мережі.

Вона включає в себе три регульовані незалежні джерела живлення промислової частоти, цифровий вольтметр для вимірювання напруги джерел, осцилограф для перегляду форми синусоїдальності напруги і оцінки кутів зсуву фаз, а також частотоміри і пристрої спотворення форми напруги. Електрична схема лабораторної установки показана на рис. 2.

Завдання на підготовчу роботу

Для виконання роботи необхідно ознайомитися з лабораторної установкою, вивчити електричну схему і орган управління. Крім цього, вивчити параметри, які характеризують якість електричної енергії, їх допустимі значення для нормального і післяаварійного режимів.

Послідовність виконання роботи

1. Дослідження форми синусоїдальності напруги.

Включити вимикач Q7, а вихід «до осцилографа» з'єднати з осцилографом, попередньо включивши останній. Змінюючи опір R3 або R4 (регулювання форми U) на екрані осцилографа отримати спотворену синусоїду напруги.

Для позитивного періоду, а потім і негативного побудувати залежність коефіцієнта спотворення форми синусоїди $K_{\text{сп}}$ від «зрізаного» напруги (див. Рис. 1).

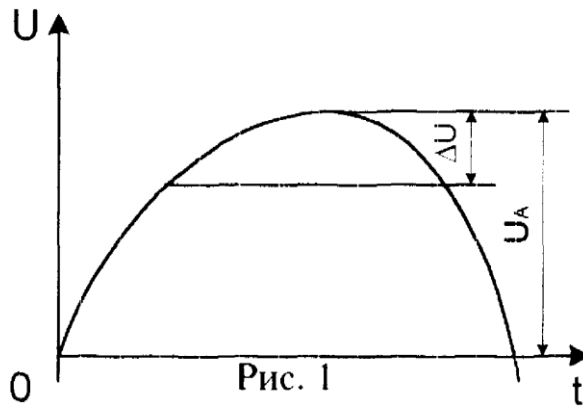


Рисунок 1 - Залежність коефіцієнта спотворення

$$K_{uc} = \frac{\Delta U}{U_A}$$

2. Дослідити частоту в системі.

Включити вимикачі частотомерів Q8 і Q6. Виміряти значення частоти на вході лабораторної установки

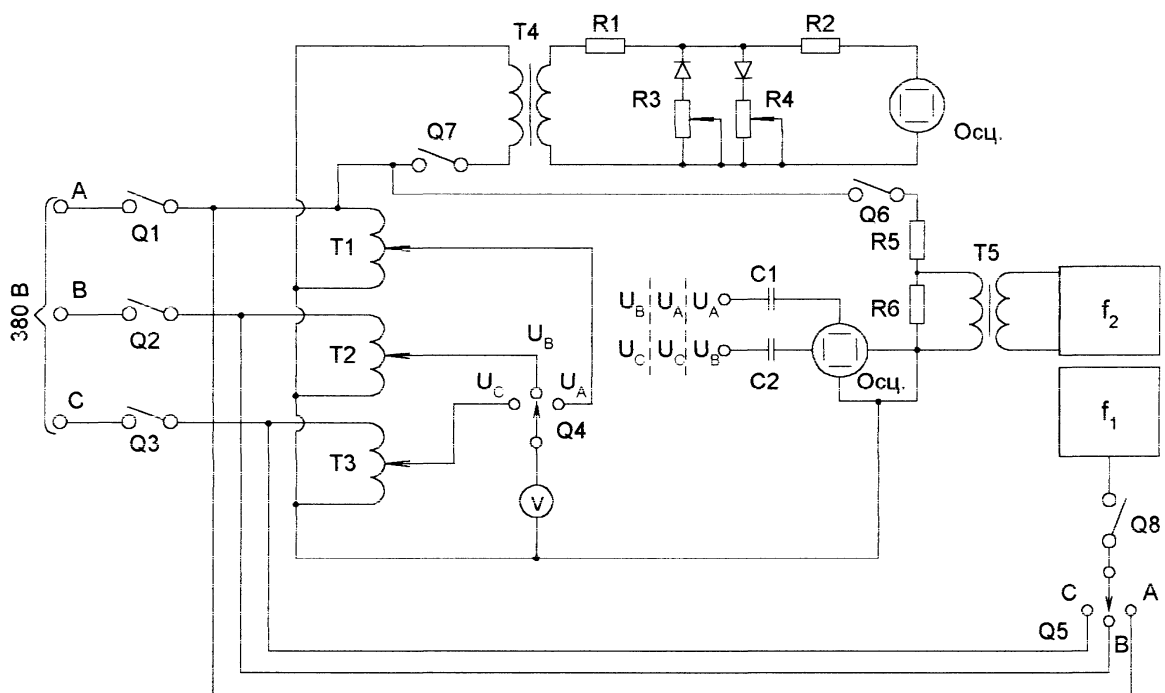


Рисунок 2 - Електрична схема установки

(Частота f_1 цифрового частотоміра) і порівняти її значення спочатку на навантаженні R6 (стрілочний частотомер f_2), а потім зі значенням частоти на цифровому частотомірі ввідно-розподільного пристрою лабораторії електричних мереж. Використовуючи перемикач Q5 (частота фаз) виміряти, значення частоти фаз за допомогою частотоміра лабораторної установки.

3. Дослідження кутів зсуву фаз фазних напруг.

У цьому дослідженні методом фігур Ліссажу перевіряються кути зсуву фазних напруг. Для цього на відхиляють осцилографу по черзі подається напруга U_a , U_b , U_c . Але попередньо, за допомогою цифрового вольтметра виставляється однакова напруга фаз U_a , U_b і U_c . Величина цієї напруги приймається такий, щоб були відсутні спотворення фігур Ліссажу на екрані осцилографу.

При однакових кутах зсуву фаз (по 120°) на екрані осцилографу для всіх 3-х вимірів будуть однакові фігури, але якщо кути не рівні 120° , то фігури Ліссажу будуть відрізнятися. Замалювати фігури для зсуву фаз між фазними напругами U_a і U_b ; U_b і U_c ; U_a і U_c .

Зміст звіту

У звіті представити електричну схему експериментальної лабораторної установки, а також всі результати вимірювань. За результатами експериментальних досліджень:

- 1) побудувати графік залежності $K_{сп} = f(\Delta U)$. На цьому графіку для позитивного і негативного напівперіоду показати припустимий рівень перекручування форми синусоїди;
- 2) привести все значення вимірювання частоти і по їх значенням письмово довести, що частота є загальносистемних показником якості електричної енергії. Привести в звіті допустимі зміни частоти в системі;
- 3) привести в звіті фігури Ліссажу. За їх увазі визначити однаковість кутів зсуву фазних напруг.

Контрольні питання

1. Назвіть всі основні параметри якості електричної енергії.
2. Назвіть допустимі зміни параметрів якості напруги.
3. Як змінити або скоректувати кут зсуву фазної напруги?
4. Як зменшити несинусоїдальність напруги в мережі?
5. Які допустимі зміни номінальної частоти в системі?
6. Як зменшити відхилення напруги в мережі?

Література

1. Електричні системи: Електричні мережі / Под ред. В.А. Белікова. - М.: Вища школа, 1997..
2. Желєзко Ю. С. Компенсація реактивної потужності і підвищення якості електроенергії. /Н.:Енергоатоміздат, 1985.
3. Жежеленко І.В. Показники якості електроенергії та їх контроль на промислових підприємствах. - М.: Егергоатоміздат, 1986.
4. Електричні системи і мережі / Буслова Н.В., Винославська В.Н. та ін. За ред. Денисенко Г.І., / Київ: Вища школа, 1986.

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №13

«ДОСЛІДЖЕННЯ РЕЖИМУ РОБОТИ НЕЙТРАЛІ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ»

Мета роботи

Дослідити поведінку електричних мереж при різних режимах роботи нейтралі. Вивчити умови і причини що визначають вибір режиму роботи нейтралі електричної мережі.

Пояснення до роботи

Трифазна мережа змінного струму може мати різні режими роботи нейтралі: 1) з глухим заземленням нейтралі; 2) з ізолюваною щодо землі нейтраллю; 3) зі компенсованою нейтраллю. У разі заземлення нейтралі при однофазному замиканні на «землю» з'являється шлях для протікання значного струму короткого замикання. Захист відключає пошкоджену ділянку мережі (наприклад, FU3), а напруги непошкоджених фаз, а також між будь-яким з проводів і «землею», ніколи не може перевищити фазного (див. Рис. 1. б).

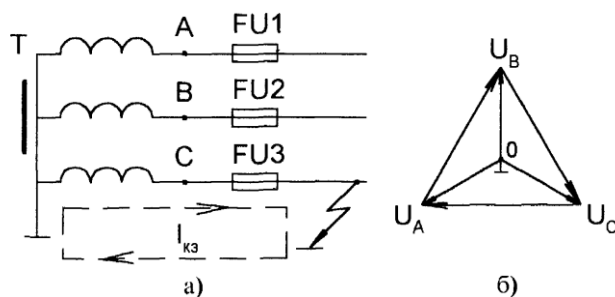


Рис. 1

Надійний захист при виникненні струмів короткого замикання і стабільна напруга фаз є основними перевагами мереж з глухозаземленою нейтраллю. При ізолюваній нейтралі замикання будь-якого з фазних проводів на «землю» не супроводжується появою великих струмів короткого замикання через відсутність шляху. Однофазне замикання призводить до появи малих токів замикання I_z , через наявність ємностей між фазами і «землею», а також кінцевості опорів ізоляції трансформаторів і ліній (рис. 2а).

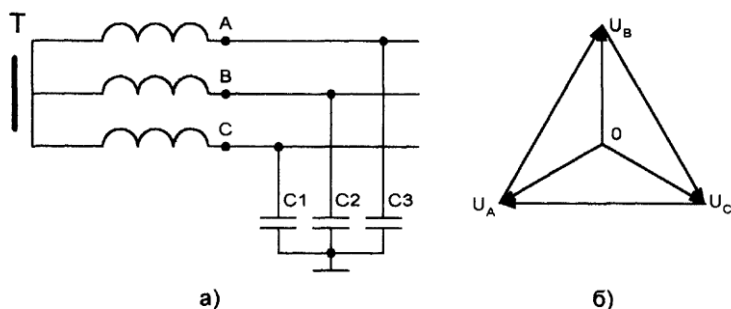


Рис. 2

У нормальному режимі ємності фаз відносно землі однакові і включені в "зірку", тому «земля» має нульовий потенціал. Напруга між землею і будь-яким з проводів дорівнює фазній, а між фазами - лінійній (рис. 26). У післяаварійному режимі при замиканні однієї фази на «землю», напруги непошкоджених фаз щодо землі збільшуються до лінійних (рис. 3).

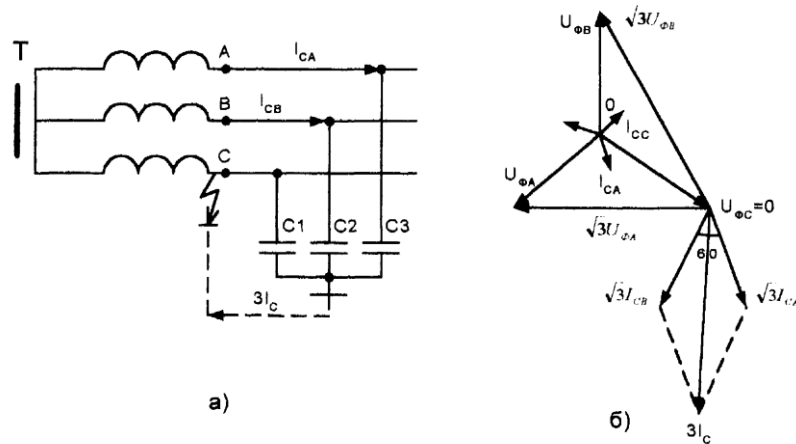


Рис. 3

Ємнісний струм пошкодженої фази дорівнює нулю, а непошкоджених фаз збільшується в $\sqrt{3}$ раз. Сумарний струм через ємності непошкоджених фаз дорівнює $3I_c$. Через місце замикання фази протікає тільки ємнісний струм, а струм навантаження дорівнює нулю. Таким чином, на роботу трифазних споживачів, включених на лінійну напругу, однофазне замикання впливу не робить. Однак підвищена напруга «здорових» фаз створює велику небезпеку ураження при випадкових дотиках до них і вимагає більший запас ізоляції фаз.

Однак велика перевага, можливість тривалої роботи з однофазним замиканням і відсутністю великих струмів замикання, тобто підвищеною надійністю електропостачання споживачів, призвело до широкого використання мереж з ізольованою нейтраллю.

У мережах з великою довжиною ємнісні струми досягають значних величин. Граничні значення ємнісних струмів замикання на землю ПУЕ обмежує величиною 10 А в повітряних мережах з $U < 35$ кВ, а в кабельних - до 20 А при $U = 10$ кВ. При цих значеннях струмів забезпечується самозгасання дуги в місці замикання фази на землю. У реальних мережах ємнісні струми значно перевершують допустимі, і тому необхідні спеціальні заходи по зменшенню або компенсації ємнісних струмів. Компенсація здійснюється включенням в нейтраль мережі індуктивного опору дугозгасаючої котушки (рис. 4).

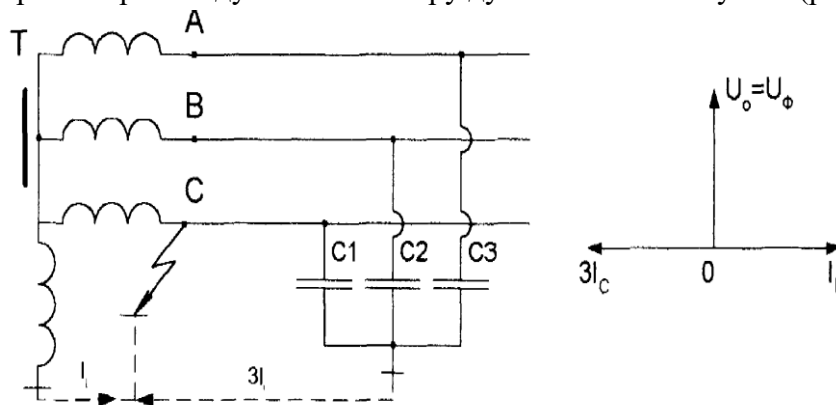


Рис. 4.

При замиканні на землю однієї фази напруга непошкоджених фаз збільшується, а напруга нейтралі стає рівною фазному, під дією цієї напруги через дугозгасаючу індуктивність L_R потече струм I_L , величину якого підбирають так, щоб він дорівнював ємкісному току $3I_c$. У цьому випадку струм в місці замикання фази на землю буде дорівнювати нулю, і, отже, дуга що виникла згасне.

Вибір режиму роботи нейтралі в електричних мережах напругою до 1 кВ визначається безпекою обслуговування мереж і споживачів, а в мережах з $1 < U \leq 35$ кВ - безперебійністю електропостачання. При $U = 110$ кВ визначальним є економічність мережі і можливість надійного відключення при замиканнях.

Мережі з $U = 0,4$ кВ виконують з заземленою нейтраллю і нульовим проводом. Останній використовується для виконання захисного занулення корпусів електроустаткування. При пошкодженнях фазної ізоляції в таких мережах утворюється шлях для струму КЗ, в результаті чого пошкоджена ділянка відключиться. При КЗ напруга на «здорових» фазах не змінюється, а споживачі можуть включитися як на лінійні так і на фазні напруги.

Вибір режиму роботи нейтралі в мережах з $1 < U < 35$ кВ залежить від струму КЗ на землю. ПУЕ розрізняє мережі з великими ($I_{K3} > 500$ А) і малими ($I_{K3} < 500$ А) струмами замикання на землю. За умовами електробезпеки мережі з великим струмом замикання на землю виконують з глухим заземленням нейтралі. Якщо струм КЗ малий, мережа працює з ізольованою нейтраллю. Як правило, мережі з $3 < U < 35$ кВ працюють з ізольованою нейтраллю, маючи підвищену надійність електропостачання споживачів, і тому вони використовуються як розподільні. Для зменшення ємнісного струму замикання на землю використовують резонансне заземлення нейтралі, яке зменшує струм в місці замикання, знижує швидкість відновлення напруги, сприяє самозгасанню дуги в місці пошкодження.

Мережі з $U \geq 110$ кВ виконують з ефективним заземленням нейтралі, оскільки з технологічних міркувань запас діелектричної міцності ізоляції відносно невеликий, внаслідок чого навіть короточасне підвищення напруги «здорових» фаз до лінійного неприпустимо. Ці мережі мають великі струми короткого замикання на землю, і для їх обмеження замикають на землю не всі нейтралі, а частина, і мережу в цьому випадку називається мережею з ефективним заземленням нейтралі.

Опис лабораторної установки

Лабораторна установка дозволяє моделювати трифазну мережу з $U \leq 110$ кВ. Вона включає в себе три незалежних джерела із загальною нейтраллю, а мережа на її базі може бути виконана трифазною трьохпровідною або трифазної чотирьохпровідною системою передачі електричної енергії.

Для вимірювання напруги в нормальних режимах використовуються стрілочні і цифрові вольтметри, а в перехідних режимах, тобто в момент коротких замикань, для виміру напруги використовується осцилограф.

Завдання на підготовчу роботу

Для виконання роботи необхідно ознайомитися з лабораторної установкою, вивчити електричну схему, яка наведена на рис.5, і органи управління. Визначити значення коефіцієнтів моделювання:

а) коефіцієнт моделювання напруги

$$K_U = \frac{U_{HOM}}{U_{Mod}}$$

У лабораторній роботі $U_{\text{МОД}} = 100\text{-}200 \text{ В}$, а $U_{\text{НОМ}} = 0,4 \text{ і } 10 \text{ кВ}$;

б) коефіцієнт моделювання опору фази мережі:

$$K_z = \frac{Z_{\text{действие}}}{Z_{\text{мод}}}$$

$Z_{\text{мод}} = 100 \text{ і } 50 \text{ Ом}$, а $Z_{\text{д}} = 1000 \text{ і } 500 \text{ Ом}$ для відповідних напруг 0, 4 і 10 кВ;

в) коефіцієнт моделювання по струму:

$$K_I = \frac{K_U}{\sqrt{3} \cdot K_z}$$

Послідовність виконання роботи

1. Визначити лінійні напруги в мережі з ізольованою нейтраллю для

а) симетричного режиму роботи мережі;

б) несиметричного режиму роботи мережі (змінивши напруги джерел живлення фаз);

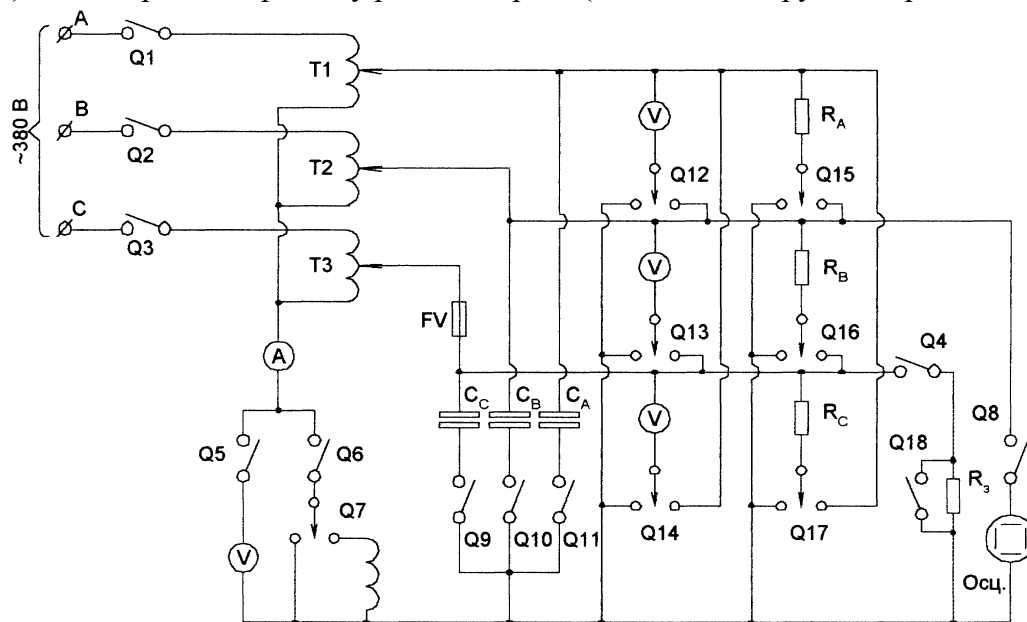


Рисунок 5 - Електрична схема установки

в) режиму короткого замикання фази С на землю для симетричного і несиметричного режимів роботи мережі.

2. Визначити фазні і лінійні напруги в мережі з

заземленою нейтраллю для

- а) симетричного режиму роботи мережі;
- б) несиметричного режиму роботи мережі;
- в) режиму короткого замикання фази С на землю для симетричного і несиметричного режимів роботи мережі. У режимі короткого замикання установка може бути включеною тільки на час вимірювання напруг і струмів.

Зміст звіту

У звіті представити електричну схему лабораторної установки, розрахунки модельних коефіцієнтів, а також всі результати вимірювань. За результатами досліджень:

- а) побудувати векторні діаграми напруг для ізольованої і заземленої нейтралі при симетричному і несиметричному режимах роботи мережі, а також в режимі однофазного короткого замикання;
- б) використовуючи модельні коефіцієнти визначити передану по мережі потужність для різних режимів роботи нейтралі.

За результатами вимірювань і векторних діаграм зробити висновки про доцільність використання різних режимів роботи нейтралі.

Контрольні питання

- 1. Назвіть переваги і недоліки мереж з глухо-заземленою і ізольованою нейтраллю.
- 2. Як можна компенсувати ємнісні струми при замиканні на землю однієї фази?
- 3. Для чого заземляють мережі низьких напруг?
- 4. Який режим роботи нейтралі мереж з $U \leq 1$ кВ; $1 < U \leq 35$ кВ; $U > 110$ кВ і чому?
- 5. Як визначити однофазне замикання на землю в мережах з ізольованою нейтраллю?
- 6. Чому в мережах з ізольованою нейтраллю повинен бути систематичний контроль ізоляції і швидке усунення пошкодження?
- 7. До яких негативних наслідків призводить збільшення фазної напруги?

Література

- 1. Блок В. І. Електричні мережі і системи. М.: Вища школа. 1966.
- 2. Боровиков В. А. та ін. Електричні мережі електроенергетичних систем. Л.: Енергія. 1977.
- 3. Електричні системи, т. 2 під редакцією Белікова В. А. М.: Вища школа, 1971.
- 4. Правила улаштування електроустановок. Видання шосте. М.: Енергоатоміздат, 1986.

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 9

«ДОСЛІДЖЕННЯ МІСЬКОЇ РОЗПОДІЛЬЧОЇ МЕРЕЖІ НИЗЬКОЇ НАПРУГИ»

Мета роботи

Дослідження на моделі міської розподільчої мережі низької напруги (0,4 кВ) нормальних і аварійних режимів.

Опис моделі міської розподільної мережі 10 / 0,4 кВ

Електрична схема моделі розподільчої мережі 10/0,4 кВ зображена на рис. 1. Мережа середньої напруги (10 кВ) від розподільного пункту (РП) живить чотири трансформаторних пункту (ТП), до яких підключається розподільна мережа низької напруги (0,4 кВ). Схеми заміщення трансформаторів, ділянок електричної мережі та навантажень представлені у моделі омичними опорами з коефіцієнтом моделювання $K_z = 10^{-2}$. У кожному ТП передбачено по два трансформатора потужністю 250 і 400 кВА. Навантаження мережі 0,4 кВ прийняті рівномірно розподіленими і присьданими до середини відповідної ділянки мережі. Довжини ділянок мережі 0,4 кВ та параметри схем заміщення показані на рис.1. Дослідження мережі виконується на постійному струмі.

Вибір коефіцієнтів моделювання

1. Коефіцієнт моделювання опору:

$$K_z = \frac{Z_{\text{действ}}}{Z_{\text{моделі}}} = 10^{-3}$$

тобто 1 Ом моделі відповідає 10^{-3} Ом натуральної лінії.

2. Коефіцієнт моделювання напруги:

$$K_U = \frac{U_{\text{ном.сети}}}{U_{\text{моделі}}} = \frac{380}{10} = 38$$

тобто 1 вольт напруги моделі відповідає 38 вольт напруги реальної лінії.

3. Коефіцієнт моделювання струму лінії

$$K_I = \frac{K_U}{\sqrt{3} \cdot K_z} = \frac{38}{\sqrt{3} \cdot 10^{-3}} = 22 \cdot 10^3$$

тобто на моделі 1 мА струму відповідає 22 А струму реальної лінії.

Завдання на підготовчу роботу

Для виконання роботи у керівника необхідно отримати вихідні дані:

1. На схемі моделі мережі ділянку з навантаженнями для дослідження.

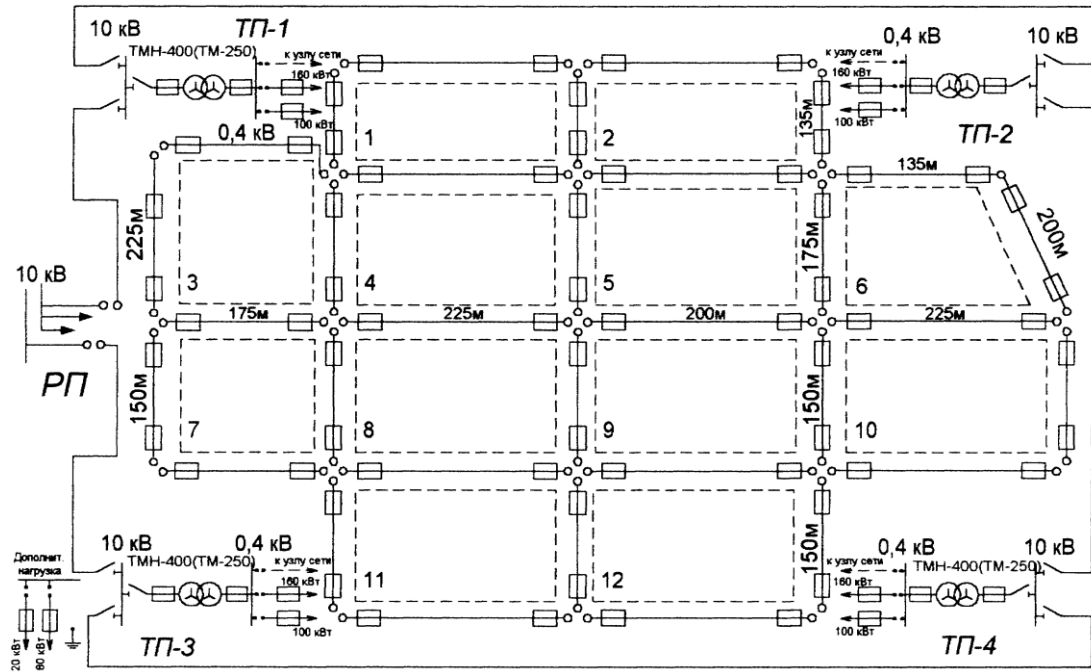


Рисунок 1 - Схема заміщення мережі

2. Кількість ТП.
3. Характеристику аварійного режиму роботи мережі (місце пошкодження мережі).

На підставі отриманих даних необхідно:

- визначити попереднім розрахунком потужність трансформаторів в пунктах живлення, що забезпечують живлення навантажень заданої ділянки мережі, і обчислити середній коефіцієнт завантаження трансформатора;
- розмістити оптимально задану кількість ТП на плані виділеної ділянки мережі.

Після перевірки керівником попередніх розрахунків провести експериментальне дослідження нормального і аварійного режимів роботи мережі 0,4 кВ на моделі.

Послідовність виконання роботи

1. Ознайомитися зі стендом мережі та електричної схеми з'єднань.
2. За допомогою латунних вилок зібрати задану ділянку мережі, вимірювальну схему і провести дослідження в нормальному і аварійному режимах.

Нормальний режим:

- виміряти струми навантаження трансформаторів і визначити фактичне значення коефіцієнтів завантаження всіх трансформаторів. Визначити номінальні струми плавких вставок для захисту трансформаторів з низької та високої сторін;

- визначити розподіл струмів на всіх ділянках низьковольтної мережі, точки струморозділу і втрати напруги в процентах;
- виміряти струми навантажень магістралей на шинах низької напруги ТП і визначити номінальні струми плавких вставок для захисту магістралей;
- приєднати до однієї з точок струморозділу додаткове навантаження заданої величини і визначити величину втрати напруги;
- розімкнути низьковольтну розподільну мережу з додатковим навантаженням в точці струморозділу і визначити нове значення втрати напруги.

Аварійні режими:

- виконати на моделі мережі з'єднання, що створюють аварійний режим (відключення одного з трансформаторів, що працюють або однієї з низьковольтних магістралей). Виміряти струм навантаження трансформаторів і визначити коефіцієнт їх завантаження.
- визначити точки струморозділу в мережі і значення втрати напруги в процентах;

3. На підставі експериментального дослідження мережі показати раціональність прийнятого розміщення ТП і дати характеристику мережі.

Примітка. Напругу, що подається на модель мережі, слід підтримувати постійним, рівним 10 В.

Зміст звіту

У звіті необхідно представити електричну схему моделі досліджуваної розподільної мережі, попередні розрахунки і результати вимірювань для нормального і аварійного режимів.

При складанні звіту і проведення попередніх розрахунків необхідно пам'ятати, що потужність і кількість трансформаторів можуть бути визначені за питомою потужністю мережі. Для цього необхідно визначити загальну довжину мережі з двостороннім навантаженням:

$$L_{\text{заг}} = L_{\text{двустор}} + 0,5L_{\text{одностор}}$$

Визначити споживану мережею активну потужність:

$P_{\text{спож}} = L_{\text{заг}} \cdot \delta$, де $\delta = 0,15 \text{ кВт/м}$ - питома потужність мережі, а з урахуванням реактивної потужності

$$S_{\text{спож}} = \frac{P_{\text{спож}}}{\cos \varphi}$$

Переймаючись потужністю трансформаторів і знаючи $S_{\text{спож}}$ визначаємо число трансформаторів в мережі.

Коефіцієнт завантаження трансформаторів:

$$k_{\text{зав}} = \frac{S_{\text{спож}}}{\sum S_{\text{тр-рів}}} \cdot 100\%$$

Контрольні питання

1. Схеми побудови, принцип роботи петльових і дволучових схем. Галузь застосування.
2. Падіння, втрата напруги, точка струморозділу.
3. Захист електричних мереж плавкими вставками.
4. Умови визначення оптимальної потужності ТП.
5. Методика розрахунку перерізу проводів низьковольтних мереж.

Література

1. Козлов В.А. Міські електричні мережі - М.: Енергія, 1980, с.67-120
2. Глазунов А.А. Електричні мережі і системи. - М.: Енергія, 1978, с. 165-209.
3. Азаров Д. І. Математичне моделювання електричних систем. - М.; Л.: ДЕТ, 1962, с.69-81.

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 5

«ПЕРВИННЕ РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ»

Мета роботи

Вивчити вимоги до стабільності частоти в електричних системах і шляхах її реалізації за допомогою первинного регулювання частоти.

Пояснення до роботи

Для забезпечення технічних можливостей та економічної роботи електричних станцій, мереж і споживачів до якості частоти висувають певні вимоги. Якість частоти в системі оцінюють по відхиленню частоти, відхиленню електричного часу і коливання частоти.

Діючі норми на якість частоти допускають відхилення частоти в нормальних режимах в межах $\pm 0,4\%$ або $\pm 0,2$ Гц. Тимчасова робота системи допускається з відхиленням частоти $\pm 0,4$ Гц.

Оцінку тривалих односторонніх відхилень частоти здійснюють за відхиленням електричного часу. Розбіжність між електричним і астрономічним годинником допускається не більше ± 2 хв.

Можливі також короткочасні швидкі зміни частоти, так звані коливання частоти. Коливання не повинні перевищувати $0,2$ Гц понад допустимі відхилення частоти.

В енергосистемі в будь-який момент часу дотримується баланс активних потужностей:

$$\sum P_{\Gamma} = \sum P_{\text{H}} + \sum \Delta P$$

Де $\sum P_{\Gamma}$ - сумарна потужність генераторів електричних станцій;

$\sum P_{\text{H}}$ - потужність споживачів системи;

$\sum P$ - сумарна потужність втрат.

Якщо зменшити подачу енергоносія в турбіну, то потужність $\sum P_{\Gamma}$ стане менше, і при цій же навантаженні споживачів $\sum P_{\text{H}}$ стане неможливим обертати двигуни з колишньою швидкістю, вони почнуть гальмуватися і відповідно до статичними характеристиками навантаження по частоті $P_{\text{H}} = \varphi(f)$ почнуть споживати меншу активну потужність. При цьому настав баланс активних потужностей при зниженій частоті f_1 .

Таким чином, при будь-якій частоті потужність, що генерується електростанціями, дорівнює потужності навантаження. При цьому, номінальна частота свідчить про те, що генерується потужність достатня для покриття нормальної потреби в активній потужності споживачів. Знижена частота в порівнянні з номінальною свідчить про дефіцит активної потужності, а підвищена - про надлишок потужності генераторів.

Для регулювання частоти турбіни станції постачають регуляторами швидкості обертання. Принцип регулювання полягає в тому, що при зміні частоти потужності турбін відповідно змінюються так, щоб відновити колишню частоту.

При зниженні частоти з f_{H} до f_1 відбувається автоматичний набір навантаження з P_0 до P_1 . При подальшому зниженні частоти потужність генератора буде рости до тих пір, поки не стане рівної номінальній $P_{\text{ном}}$.

При номінальній частоті f_{H} в точці 0 потужність генератора дорівнює потужності навантаження $P_{\text{H}} = P_{\Gamma}$. Якщо частота в системі зменшилася на Δf і стала рівною f_1 , тоді по статичній характеристиці $P_{\text{H}} = \psi(f)$ навантаження зменшилося на ΔP , а потужність генератора зросла на ΔP_{Γ} і загальний дефіцит потужності складе

$$\Delta P_{\text{д}} = \Delta P_{\Gamma} + \Delta P_{\text{H}}$$

Процес синхронної зміни потужності генераторів і споживачів при відхиленні частоти, який прагне зберегти колишнє значення частоти, називають первинним регулюванням.

Зміна частоти в процесі первинного регулювання залежить від крутизни частотних характеристик турбін і навантажень. Під крутизною характеристики розуміють відхилення відсоткової зміни потужності до процентної зміни частоти.

Для генераторів крутизна характеристики:

$$K_{\Gamma} = \frac{\Delta P_{\Gamma}}{P_{\text{ном}}} : \frac{\Delta f}{f_{\text{ном}}} \quad \text{де } \Delta P_{\Gamma} = P_{\Gamma} - P_{\text{ном}}$$

Для навантаження:

$$K_{\Gamma} = \frac{\Delta P_{\Gamma}}{P_{\Gamma}} : \frac{\Delta f}{f_{\text{НОМ}}} \quad \text{де } \Delta P_{\Gamma} = P - P_{\text{H}}$$

Величина зворотна крутизні називається статизмом

$$S_{\Gamma} = \frac{1}{K_{\Gamma}} \quad \text{чи} \quad S_{\text{H}} = \frac{1}{K_{\text{H}}}$$

Для регулювання частоти необхідно знати поєднану характеристику регулювання для всієї генеруючої частини системи, крутизна якого визначається:

$$K_{\text{ГС}} = \frac{\sum P_{\text{інно}} \cdot K_{\Gamma_i}}{P_{\text{сист}}},$$

де $P_{\text{сист}}$ - номінальна потужність всіх генераторів системи;

$K_{\text{ГС}}$ - залежить від складу включених генераторів і величини резерву потужності.

Ефективність первинного регулювання частоти зручно аналізувати за крутизною результуючого навантаження і зміни потужності всіх генераторів у відповідності зі своїми характеристиками. Крутизна суміщеної частотної характеристики системи показує, наскільки зміниться потужність генераторів і споживачів при зміні частоти на 1%:

$$K_{\text{С}} = \frac{\Delta P}{P_{\text{сист}}} : \frac{\Delta f}{f_{\text{НОМ}}}$$

где

$$\Delta P = \sum \Delta P_{\Gamma_i} + \sum \Delta P_{\text{H}} = P_{\text{сист}} \frac{\Delta f}{f_{\text{НОМ}}} K_{\text{ГС}} + P \frac{\Delta f}{f_{\text{НОМ}}} K_{\text{H}}$$

Учитывая, что коэффициент резерва мощности это

$$K_{\text{P}} = \frac{P_{\text{сист}}}{P_{\text{H}}}$$

Крутизну системи можна уявити:

$$K_{\text{С}} = K_{\text{ГС}} + \frac{K_{\text{H}}}{K_{\text{P}}}$$

При відсутності резерву потужності на всіх генераторах системи $K_{\text{P}} = 1$, а $K_{\text{ГС}} = 0$ і $K_{\text{С}} = K_{\text{H}}$, в інших випадках $K_{\text{С}} > K_{\text{ГС}}$,

При відхиленні частоти на Δf дефіцит потужності в системі визначається сумарним зміною потужності генераторів і потребителів Δ :

$$\Delta P = (K_{ГС} \cdot K_P + K_H) P_H \frac{\Delta f}{f_{ном}}$$

З останньої формули легко отримати відхилення частоти, яке відбудеться в процесі первинного регулювання при виникненні дефіциту потужності ΔP :

$$\Delta f = f_{yiv} \frac{\Delta P}{(K_{ГС} \cdot K_P + K_H) P_H}$$

Опис лабораторної установки

Модель електричної системи включає три електричні станції з регульованою активною потужністю генераторів, високовольтних ліній, що з'єднують станції з трьома групами регульованих навантажень. Структурна схема моделі електричної системи приведена на рисунку 1

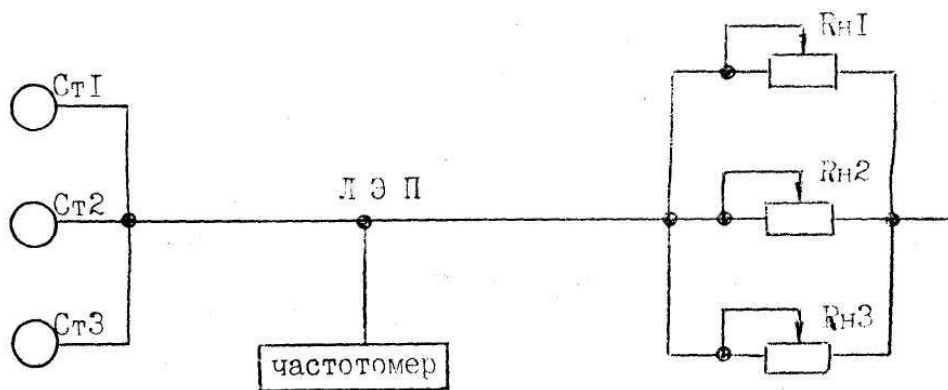


Рисунок 1

на рис. 1 Ст1, Ст2, і Ст3 - незалежні електричні станції; Рн1, Рн2 і Рн3 - регульовані навантаження. У моделі системи використовується генератор синусоїдальної напруги, за допомогою якого реалізується генераторні станції та система навантажень.

Послідовність виконання роботи

1. Ознайомитися з лабораторним стендом, включити всі прилади і дати прогрітися їм не менше 15 хвилин. Потім виставити баланс активної потужності на номінальній частоті при середніх значеннях потужності генераторів і навантажень за допомогою навантаження Н3

2. Експериментально визначити частотні характеристики генераторів $P_{Гі} = \Delta(f)$ при зміні навантажень.

3. Дослідити і визначити частотні характеристики навантажень. При цьому змінювати потужність генераторів і стежити за зміною частоти в системі.

Зміст звіту

1. У звіті представити структурну схему системи, результати визначення частотних характеристик генераторів і навантажень.

2. У вигляді таблиць показати залежність величини частоти від величини потужностей генераторів і навантажень.

3. Побудувати графіки $P_{Гі} = \Delta(f)$ і $P_{ні} = \Delta(f)$ за складеними таблицями.

4. Побудувати частотну сумарну характеристику генераторів $P_{Г\Sigma} = \Delta(f)$ і навантажень $P_{н\Sigma} = \Delta(f)$.

5. Побудувати графіки суміщених частотних характеристик $P_{Г\Sigma} = \Delta(f)$ і $P_{н\Sigma} = \Delta(f)$.

6. За частотним характеристикам визначити: крутизну частотних характеристик генераторів $K_{Гі}$, навантажень $K_{ні}$; крутизну генеруючої частини системи $K_{Г\Sigma}$; сумарну крутизну навантажень $K_{н\Sigma}$ і крутизну системи K_{Σ} .

7. Описати процес первинного регулювання частоти за допомогою графіків $P_{Г\Sigma} = \Delta(f)$ і $P_{н\Sigma} = \Delta(f)$.

Контрольні питання

1. Позитивний регулюючий ефект навантаження по частоті.

2. Баланс активної потужності і його зв'язок з регулюванням частоти.

3. Лавина частоти.

4. Регулювання частоти в системі при первинному регулюванні.

5. Регулювання частоти при дефіциті активної потужності генераторів.

Література

1. Поспелов Г. Е., Федін В. Т. енергетичні системи. Вид-во "Вища. Школа", Мінськ, 1974, 272 с.

2. Буслова Н. В., Вішнеславській В. Н. та ін. Електричні системи і мережі. Під ред. Денисенко Г. І. Вища школа, 1986, 584 с.

РОЗРАХУНКОВА ЛАБОРАТОРНА РОБОТА 1

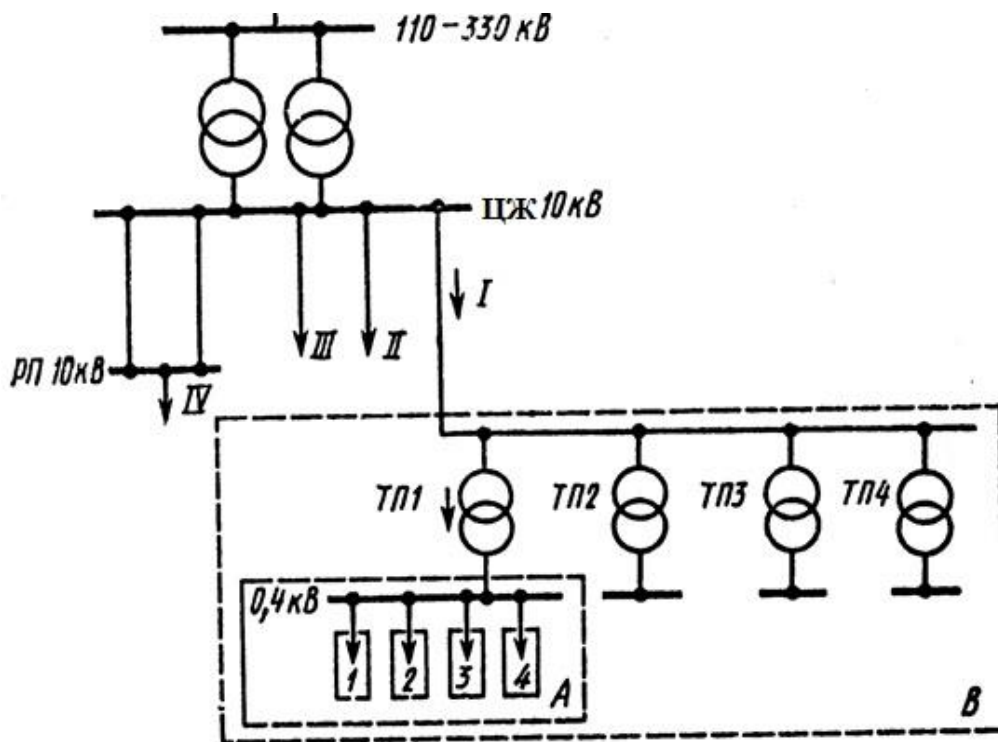
«ВИЗНАЧЕННЯ РОЗРАХУНКОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ МІСЬКОЇ МЕРЕЖІ»

Мета роботи

Провести розрахунок навантажень міської мережі за заданою схемою ділянки міської мережі.

Пояснення до роботи

Розрахунок навантажень міської мережі включає визначення навантажень окремих споживачів (житлових будинків, громадських будівель, комунально-побутових підприємств і т.д.) і елементів схеми електропостачання (розподільних ліній, трансформаторних підстанцій, розподільчих пунктів, центрів живлення і т.д.). На рис. 1 приведена спрощена схема ділянки міської мережі, на рис.2 задано алгоритм визначення розрахункових навантажень і її елементів (без урахування втрат потужності в лініях і трансформаторах) і пояснення до його виконання.



ЦЖ - центр живлення; РП - розподільний пункт; ТП - трансформаторна підстанція

Рисунок 1 - Можлива схема ділянки міської мережі.

Алгоритм визначення навантажень ділянки міської мережі

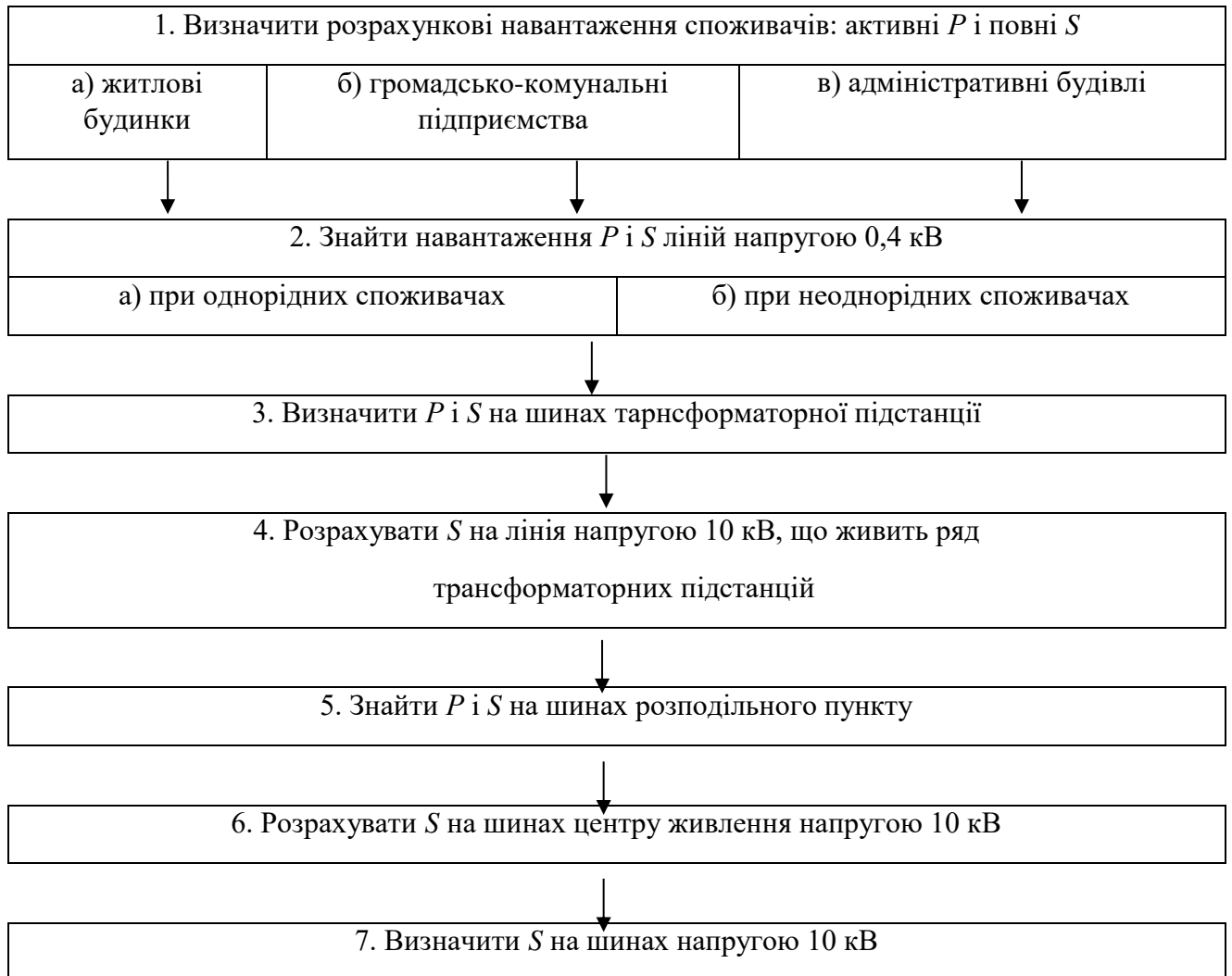


Рисунок 2 - Алгоритм визначення навантажень ділянки міської мережі

Пояснення до виконання алгоритму наведеного на рис.2

1а) Активне навантаження житлового будинку (квартир і силових електроприймачів) визначається як

$$P_{ж.б.} = P_{пит.кв} \cdot n + 0,9 P_c \quad (1)$$

де $P_{пит.кв}$ - питоме навантаження квартир, що залежать від типу кухонних плит і числа квартир (n) в будинку;

P_c - навантаження силових електроприймачів будинку:

$$P_c = k_{c1} \cdot \sum P_{лф.ном.} + k_{c2} \cdot \sum P_{дв.ном.} \quad (2)$$

де k_{c1} і k_{c2} - відповідно коефіцієнти попиту установок ліфтів та інших електродвигунів (вентиляторів, насосів водопостачання та ін.), $k_{c2} = 0,7$.

Повне навантаження житлового будинку і живлячої його лінії

$$S_{ж.б.} = P_{ж.б.} / \cos\varphi, \quad (3)$$

де $\cos\varphi$ - коефіцієнт потужності лінії, яка живить житловий будинок.

1б і 1в. Активні навантаження суспільно-комунальних підприємств та адміністративних будівель при орієнтовних розрахунках, зручно визначати за укрупненими питомими навантаженнями в залежності від їх виробничих показників

$$P_{пр.} = P_{пит. пр.} \cdot M, \quad (4)$$

де $P_{пит. пр.}$ - питоме розрахункове навантаження одиниці виробничого показника (робочого місця, посадкового місця і т.д.);

M - виробничий показник, що характеризує пропускну здатність підприємства, обсяг виробництва і т.д.

Повні навантаження для розглянутих підприємств і будівель знаходяться за формулою (3) з урахуванням відповідного $\cos\varphi$.

2а. Активне навантаження лінії напругою 0,4 кВ, що живить групу однорідних споживачів

$$P_{л.і.} = P_{пит.кв} \cdot N + 0,9 P_{с.} \quad (5)$$

де $P_{пит.кв}$ - питоме навантаження квартир, що залежать від типу кухонних плит і числа квартир (N), що живляться однією лінією.

Повне навантаження лінії, яка живить однорідних споживачів знаходиться з урахуванням відповідного $\cos\varphi$.

2б. Активне навантаження лінії напругою 0,4 кВ, що живить групу неоднорідних споживачів (житлові будинки з різними типами кухонних плит, суспільно-комунальні підприємства, адміністративні будівлі та ін.)

$$P_{л.і.} = P_{макс.} + \sum k_i \cdot P_i \quad (6)$$

де $P_{макс.}$ - найбільше з навантажень, що живляться лінією (навантаження, що формує максимум);

k_i - коефіцієнт суміщення, що враховує розбіжність максимумів навантажень окремих споживачів щодо $P_{макс.}$;

P_i - інші навантаження лінії.

Повне навантаження лінії, яка живить неоднорідних споживачів з різними $\cos\varphi$ спрощено може бути визначене як

$$S_{л.і.} = P_{л.і.} / \cos\varphi_{заг.} \quad (7)$$

де $\cos\varphi_{заг.}$ - загальний коефіцієнт потужності.

3. Активне і повне навантаження трансформаторної підстанції визначається аналогічно 2а і 2б, але при цьому враховуються всі споживачі даної ТП. Отримане навантаження вважається приведеним до шин напругою 0,4 кВ трансформаторної підстанції (пунктирний прямокутник А на рис.2).

4. Повне навантаження лінії напругою 10 кВ, що живить ряд ТП (пунктирний прямокутник В на рис.2).

$$S_{л.і} = k_{ТП і} \cdot S_{ТП\Sigma} \quad (8)$$

де $k_{ТП і}$ - коефіцієнт суміщення максимумів навантажень ТП;

$S_{ТП\Sigma}$ - сумарне навантаження окремих ТП, приєднаних до лінії.

Повне навантаження лінії напругою 10 кВ визначається з урахуванням коефіцієнта потужності в період максимуму навантажень, прийнятого рівним 0,92.

5. Активне і повне навантаження на шинах розподільного пункту (РП) визначається аналогічно п.4, але при цьому враховуються всі ТП, приєднані до даного РП.

6. Розрахункове навантаження на шинах центру живлення (ЦЖ) напругою 10 кВ визначається з урахуванням розбіжності максимумів навантажень споживачів міських мереж, промислових підприємств та інших, шляхом множення суми їх навантажень на коефіцієнт суміщення максимумів $k_{макс1}$ і $k_{макс2}$.

$$S_{ЦЖ} = k_{ЦЖ} (S_{РП} + S_{ТП\Sigma}) \quad (9)$$

де $k_{ЦЖ}$ - коефіцієнт суміщення максимумів навантажень;

$S_{РП}$ - сумарне навантаження РП, приєднаних до лінії.

$S_{ТП\Sigma}$ - сумарне навантаження окремих ТП, приєднаних до лінії.

7. Навантаження на шинах напругою 110-330 кВ при наявності на підстанції двообмоткових трансформаторів 110-330 / 10 кВ знаходиться по навантаженню на шинах ЦЖ 10 кВ.

Варіант 1.

Розрахувати навантаження для схеми, зображеної на рис. 1 за алгоритмом, наведеним рис.2. Лінії 1-4 напругою 0,4 кВ живлять окремі або групу споживачів.

Лінія 1 живить 3 житлових газифікованих будинки з числом квартир $n = 60$, $n = 100$, $n = 40$.

Лінія 2 живить 12-поверховий 200-квартирний газифікований будинок з шістьма ліфтами. Номінальна потужність ліфтової установки $S_{лф.ном} = 7$ кВт.

Лінія 3 живить кінотеатр на 1000 місць (з кондиціонуванням повітря) і комбінат побутового обслуговування на 20 робочих місць.

Лінія 4 живить 100-квартирний будинок з електроплітами, дитячі ясла на 80 місць.

Навантаження лінії I напругою 10 кВ складають ТП1 - ТП4

($S_{ТП2} = 584 \text{ кВ}\cdot\text{А}$; $S_{ТП3} = 600 \text{ кВ}\cdot\text{А}$; $S_{ТП4} = 630 \text{ кВ}\cdot\text{А}$)

Навантаження лінії II - п'ять ТП з сумарним навантаженням 5 МВ·А.

Навантаження лінії III - шість ТП з сумарним навантаженням 3 МВ·А.

Від шин РП живиться промислове навантаження 20 МВ·А.

Варіант 2.

Розрахувати навантаження для схеми, зображеної на рис. 1 за алгоритмом, наведеним рис.2. Лінії 1-4 напругою 0,4 кВ живлять окремі або групу споживачів.

Лінія 1 живить 3 житлових газифікованих будинки з числом квартир $n = 100$, $n = 60$, $n = 40$.

Лінія 2 живить 16-поверховий 200-квартирний газифікований будинок з 6 ліфтами. Номінальна потужність ліфтової установки $S_{\text{лф.ном}} = 7 \text{ кВт}$.

Лінія 3 живить кінотеатр на 1000 місць і комбінат побутового обслуговування на 20 робочих місць.

Лінія 4 живить 100-квартирний будинок з електроплітами, дитячі ясла на 80 місць.

Навантаження лінії I напругою 10 кВ складають ТП1 - ТП4

($S_{ТП2} = 630 \text{ кВ}\cdot\text{А}$; $S_{ТП3} = 600 \text{ кВ}\cdot\text{А}$; $S_{ТП4} = 584 \text{ кВ}\cdot\text{А}$)

Навантаження лінії II - п'ять ТП з сумарним навантаженням 3 МВ·А.

Навантаження лінії III - шість ТП з сумарним навантаженням 5 МВ·А.

Від шин РП живиться промислове навантаження 20 МВ·А

Зміст звіту

У звіті необхідно представити:

1. Схему ділянки міської мережі.
2. Алгоритм визначення розрахункових навантажень її елементів.
3. Рішення завдання відповідно до пунктів представленого алгоритму.

4. Висновки по роботі.

Контрольні питання

1. Пояснити методику розрахунку навантажень міської мережі.
2. Принцип класифікації споживачів.
3. Як визначається навантаження на шинах напругою 110-330 кВ.
4. Принцип розрахунку навантажень лінії напругою 0,4 кВ, що живить групу неоднорідних споживачів.
5. Що включає в себе розрахунок навантажень міської мережі.
6. Принцип розрахунку навантажень житлових будинків
7. Принцип розрахунку навантажень суспільно-комунальних підприємств та адміністративних будівель.
8. Які цілі переслідує розрахунок навантажень міської мережі.

Література

1. Посібник до курсового та дипломного проектування для електроенергетичних спеціальностей вузів: Учеб.пособие, для студентів електроенергетіч. спец. вузов, 2-е изд., Перераб. і доп. / В.М. Блок, Г.К. Обушев, Л.Б. Паперно і ін .; Під ред. В.М. Блока.- М .: Вища школа, 1990.- 383с
2. Довідник з електропостачання та електрообладнання. У 2т. Т.1 Електропостачання / Під общ.ред. А.А. Федорова. М., 1986
3. Козлов В.А., Білик Н.І., Файбисович Д.А. Довідник з проектування електропостачання городів.- Л., 1986

РОЗРАХУНКОВА ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №2
«ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ХАРАКТЕРУ СПОЖИВАЧА
НА ХАРАКТЕРИСТИКИ УЗАГАЛЬНЕНОГО ДОБОВОГО ГРАФІКА »

Мета роботи

Мета лабораторної роботи - вивчення методики розрахунку показників добових графіків за допомогою ЕОМ, побудова добових графіків при різному характері споживачів і оцінка їх числових характеристик.

Пояснення до лабораторної роботи

Електричне навантаження окремих споживачів а, отже, і сумарне їх навантаження, безперервно змінюється, що відбивається графіком навантаження, тобто діаграмою зміни потужності (струму) в часі. По виду фіксованого параметра розрізняють графіки активної, реактивної, повної потужностей і струму споживачів.

Розрізняють добові графіки різних типів доби (субота, неділя, понеділок, робочий день), тижневі, місячні, сезонні, осінньо - зимового та весняно - літнього періодів року, річні місячних максимумів навантажень, а також річні графіки навантажень за тривалістю.

Викликає певний інтерес дослідження впливу характеру споживача на показники результуючих графіків навантаження. Вибір оптимального поєднання споживачів різного характеру дозволяє оптимізувати процес електроспоживання та забезпечити оптимізацію режимів електричної мережі живлячої відповідних споживачів.

Алгоритм побудови добового графіка при різних характерах споживача і розрахунку його характеристик, можна розбити на кілька етапів:

1. Введення і ідентифікація вихідних даних;
2. Побудова добового графіка з урахуванням різного характеру навантаження;
3. Розрахунок добової енергії з даного графіку;
4. Визначення чисельних значень характеристик графіка навантаження;

Реалізація кожного з етапів алгоритму, вимагає використання, як різного математичного апарату, так і різних вихідних даних, тому доцільно реалізувати алгоритм розрахунку у вигляді набору процедур, розроблених за функціональною ознакою, а загальне керівництво викликом процедур організувати безпосередньо в тілі основної програми. Такий підхід дозволяє значно спростити процеси налагодження і налаштування

програми, робить алгоритм більш гнучким і дає можливість для подальшої модифікації програми, тобто додавання нових процедур.

Показники, що характеризують графіки навантажень і режим роботи електроприймачів:

1. *Коефіцієнт використання* - це основний показник графіка, застосовуваний при розрахунках електричних навантажень. Він визначається як відношення середньої потужності (активної, реактивної) або струму окремого ЕП або групи до її номінального значення за цикл

$$k_u = \frac{p_c}{p_n}, K_u = \frac{P_c}{P_n}$$

Як правило, цей коефіцієнт, як і середнє навантаження, відноситься до зміни з найбільшим завантаженням приймачів. Якщо група приймачів складається з підгруп з різними режимами роботи, то груповий коефіцієнт використання активної потужності з допустимим наближенням

$$K_u = \frac{\sum_1^n P_{cm}}{\sum_1^n P_n}$$

2. *Коефіцієнт включення* - це відношення тривалості включення t_v приймача за час циклу $t_{ц}$ до всієї тривалості циклу

$$k_g = \frac{t_g}{t_{ц}}$$

Груповий коефіцієнт включення є відношенням величини середньої за цикл групової включеної потужності $P_{н.о.}$ електроприймачів до номінальної потужності P_n всіх ЕП

$$K_B = \frac{P_{н.о.}}{P_n} = \frac{\sum k_g \cdot p_n}{\sum p_n}$$

3. *Коефіцієнтом завантаження по активній потужності* електроприймачів називається відношення фактично споживаної ним потужності (тобто його середнього навантаження $p_{с.в}$ за час включення t_v протягом $t_{ц}$) до номінальної

$$k_3 = \frac{p_{с.в.}}{p_n} = \frac{1}{p_n} \frac{1}{t_g} \int_0^{t_u} p(t) dt = \frac{t_u}{t_g} \frac{p_c}{p_n} = \frac{k_u}{k_g}$$

або

$$k_3 = \frac{k_u \cdot p_n}{k_6 \cdot p_n} = \frac{p_c}{p_{n.o}}$$

Груповий коефіцієнт завантаження

$$K_3 = \frac{P_c}{P_{n.o}} = \frac{\sum k_u p_n}{\sum k_6 p_n}$$

На підставі цих формул можна записати співвідношення

$$k_u = k_6 \cdot k_3; K_u = K_6 \cdot K_3$$

Коефіцієнти включення і завантаження - незалежні величини, що визначаються тільки технологічним процесом; коефіцієнт використання є функцією k_6 і k_3 . Однак, на практиці коефіцієнт використання розглядають як основний, так як він прямо характеризує найважливішу постійну графіка - середнє навантаження і споживання електроенергії. До того ж цей коефіцієнт досить просто визначають за показниками лічильника.

4. *Коефіцієнт попиту* відноситься зазвичай тільки до групових графіків і представляє відношення розрахункового навантаження за груповий цикл або зміну до номінальної потужності

$$K_c = \frac{P_m}{P_n}$$

Коефіцієнт попиту пов'язує розрахункове навантаження безпосередньо з номінальною потужністю електроприймачів, не враховуючи властивості графіка навантаження в явній формі.

5. *Коефіцієнт максимуму* також відноситься тільки до групових графіків і є відношенням розрахункового навантаження до середнього за груповий цикл або зміну

$$K_m = \frac{P_m}{P_c}$$

Коефіцієнт максимуму - це важлива характеристика графіка, так як пов'язує дві знайдені з графіка величини - розрахункове і середнє навантаження. При розрахунку навантажень можна використовувати будь-яку з двох еквівалентних формул

$$P_m = K_c \cdot P_n \text{ та } P_m = K_m \cdot P_c$$

6. *Коефіцієнт форми* індивідуального або групового графіка є відношення його ефективного навантаження до середнього

$$k_\phi = \frac{p_\phi}{p_c}, K_\phi = \frac{P_\phi}{P_c}$$

Він характеризує нерівномірність графіка у часі. Мінімальне значення, рівне одиниці, k_{ϕ} приймає при незмінній в часі навантаженні.

7. *Коефіцієнтом заповнення графіка навантаження $K_{з.г}$ називається відношення середньої потужності (струму) до максимальної за досліджуваний проміжок часу. Як і для попередніх коефіцієнтів, розглянутий проміжок часу дорівнює тривалості найбільш завантаженої зміни. Тоді P_m є найбільше значення з середніх величин тривалістю 30 хв*

$$K_{з.г} = \frac{P_c}{P_m} = \frac{1}{K_m}$$

8. *Коефіцієнт змінності по енерговикористанню. Величину розрахункового навантаження і все розрахункові коефіцієнти зазвичай визначають за найбільш завантаженою зміну. В інші зміни навантаження будуть менше, що враховують при визначенні дійсної витрати енергії за рік коефіцієнтом $K_{е.і}$*

$$K_{е.і} = \frac{W_{\Gamma}}{P_{см} T_{\Gamma}}$$

9. *Коефіцієнт різночасності максимумів. Якщо розрахункове навантаження вузла P_m визначається сумуванням розрахункових навантажень окремих груп його споживачів P_{mk} , то для обліку різночасності максимумів n окремих груп із загальною максимумом вводять коефіцієнт $K_{р.м}$ величина якого, в залежності від розглянутого вузла, лежить в межах 0,85-1,0.*

$$K_{р.м} = \frac{P_m}{\sum_1^n P_{mk}}$$

Введення вихідних даних: Реалізовано двома способами, процентне співвідношення різних споживачів, значення коефіцієнта завантаження, номінальної потужності трансформатора, вводяться з клавіатури, в діалоговому режимі за допомогою операторів «WriteLn» і «ReadLn», оскільки ці значення, підлягають зміні в процесі розрахунку.

Організовувати подібне введення даних для самих графіків навантаження не доцільно, оскільки ці значення постійні, так і їх обсяг робить процес введення даних досить трудомістким. Виходячи з цього, типові добові графіки були представлені у вигляді масиву розміром $m \times n$, де m - число рядків, визначається кроком по осі часу, n - число стовпців,

визначається числом характерних споживачів. Даний масив вводиться в тіло програми за допомогою процедури "VVOD" з файлу вихідних даних.

Побудова добового графіка Реалізовано в процедурі «GRAF», на вхід якої подається масив вихідних даних і процентне співвідношення різних споживачів.

Значення потужності результуючого графіка в кожній точці виходить як:

$$P_i = \sum_{j=1}^m \sum_{l=1}^n k_{jl} \cdot P_{il} \quad (14.1)$$

де: P_i - результуюча потужність в i - момент часу $i = 1 \dots 24$;

k_j - процентне співвідношення j -споживачів в результуючому графіку $j = 1 \dots 3$;

P_{il} - значення потужності з вихідних графіків навантаження в i - тий момент часу, для j - того споживача;

Результуючий добовий графік у вигляді двовимірного масиву (час і потужність), поміщаються в файл результатів «RezSut.dat», який організовується в тілі основної програми;

Розрахунок добової енергії. Проводиться в процедурі «SutEner», на вхід якої подаються добовий графік у вигляді двовимірного масиву і значення номінальної потужності трансформатора $P_{ном}$ і коефіцієнта завантаження K_3 .

На першому етапі розрахунку проводиться оцифровка отриманого графіка навантаження:

$$P_{оци} = P_{ном} \cdot K_3 \cdot P_i \quad (14.2)$$

Після чого добова енергія визначається як:

$$W_{сут} = \int_0^{24} dP \cdot dt \quad (14.3)$$

Результати розрахунку значення добової енергії поміщаються в файл результатів «RezSut.dat».

Визначення характеристик графіка навантаження. Реалізується в підпрограмі, «SutPar» на вхід якої подаються добовий графік у вигляді двовимірного масиву і значення добової енергії. У даній процедурі визначаються наступні характеристики:

Максимальне і мінімальне навантаження

$$P_{H. B.} \text{ и } P_{H. M.}$$

Середньодобове навантаження:

$$P_{C P} = \frac{W_{сут}}{24} \quad (14.4)$$

Коефіцієнт нерівномірності навантаження:

$$\alpha_{CYT} = \frac{P_{H.M.}}{P_{H. \, B.}} \tag{14.5}$$

Щільність графіка навантаження:

$$\beta_{\text{сут}} = \frac{P_{\text{ср.}}}{P_{\text{н. б.}}} \quad (14.6)$$

Результати розрахунку даних характеристик поміщаються в файл результатів «RezSut.dat».

Послідовність виконання роботи

1. Вивчити по цій інструкції методику і алгоритм виконання розрахунку навантажень на ЕОМ.

2. Підготувати вихідні дані для введення:

2.1. Отримати у викладача, вихідні дані для виконання розрахунку:

Значення номінальної потужності трансформатора;

Значення коефіцієнта завантаження трансформатора;

Добові графіки споживачів;

2.2. Провести оцифровку отриманих графіків навантаження (для активної і реактивної потужностей), з кроком по осі часу 1 годину;

2.3. Завантажити програму «Turbo Pascal», на ПЕОМ, уважно ознайомитися з текстом програми «Sut.pas»;

2.4. У файл вихідних даних ввести значення повної потужності відповідної кожному споживачеві.

Виходячи з того що : $S_i = \sqrt{P_i^2 + Q_i^2}$

3. Провести розрахунок узагальненого добового графіка і його характеристик при різному процентному співвідношенні запропонованих груп споживачів;

4. Вибрати оптимальний варіант узагальненого добового графіка і відповідно поєднання типу споживача виходячи з значень коефіцієнта форми і коефіцієнта заповнення.

5. Побудувати добові графіки вихідних даних і обраний узагальнений графік.

Зміст звіту

Звіт про виконану роботу повинен містити:

1. Назва та мета роботи;

2. Короткий опис порядку виконання розрахунку навантажень на ПЕОМ;

3. Вихідні дані для розрахунку навантажень;

4. Результати розрахунку.

Контрольні питання

1. Які значення навантажень підлягають визначенню і для чого?
2. Як визначають навантаження за графіком?
3. Які основні коефіцієнти застосовують при розрахунку навантажень?
4. Як визначити середню добову енергію?
5. Чим відрізняються аналітичні методи визначення електричних навантажень?
6. Як визначають навантаження статистичним методом?
7. Як визначають навантаження методом впорядкованих діаграм?
8. Коли застосовують і в чому недолік методу коефіцієнта попиту?

Література

1. Васюкова Н. Д., Тюляєва В.В. Практикум з основ програмування. Мова Паскаль: Навчальний посібник для учнів середовищ. спец. навч. закладів. - М.: Вища. шк., 1991. - 160 с.
2. Довідник з проектування електроенергетичних систем. Під. ред. С.С. Рокотян і І. М. Шапіро. Вид. 2-е, перераб. і доп. М., «Енергія», 1977. - 288 с.
3. Козлов В. А. Електропостачання міст. - Л.: Вища школа. Ленінградське відділення, 1988. - 264с.